

Techno-ökonomische Bewertung der Erzeugung alternativer Kraftstoffe für den künftigen Flugverkehr

Friedemann G. Albrecht, Ralph-Uwe Dietrich,
DLR e.V.

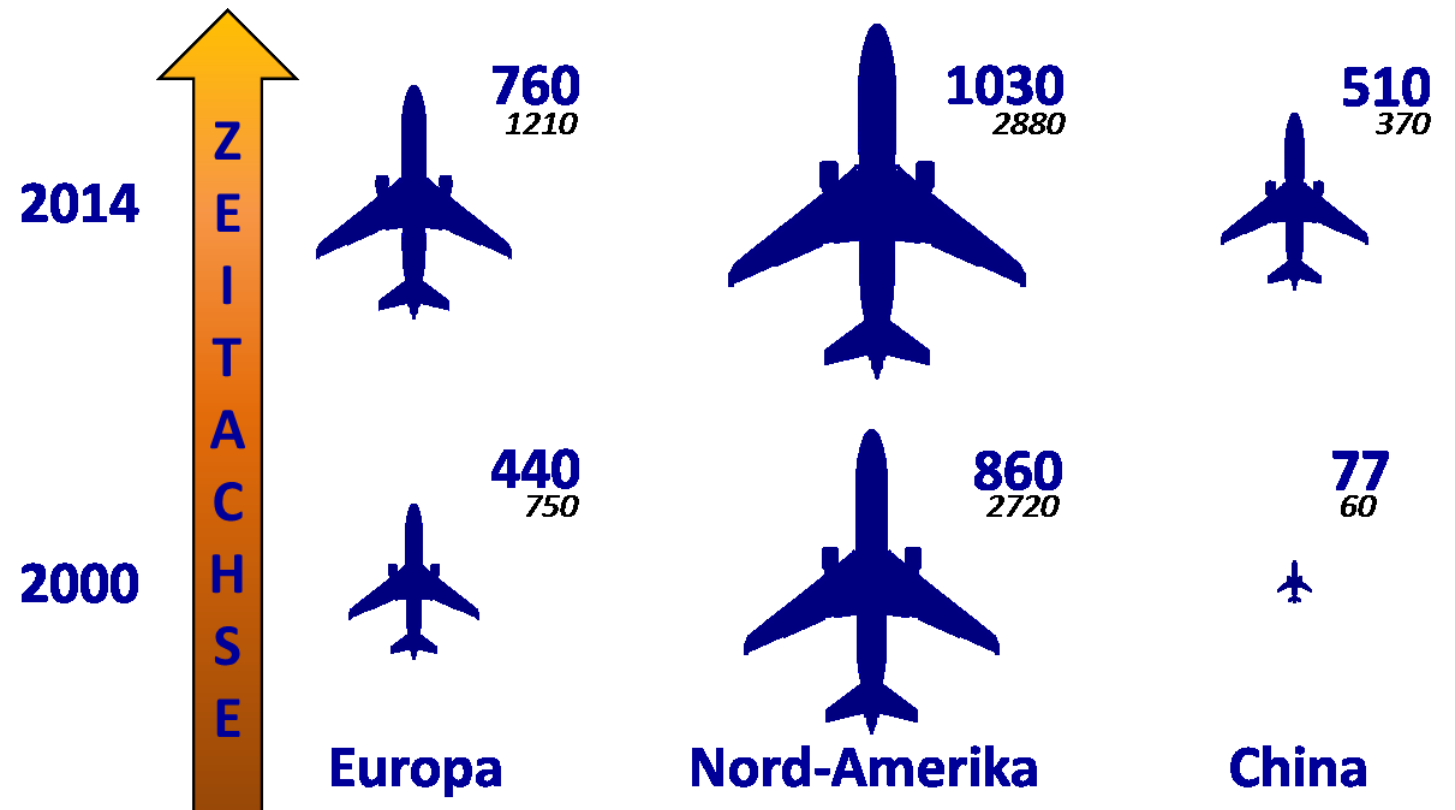
21. – 23. März 2017
DECHEMA-Haus
Frankfurt am Main



Wissen für Morgen



Wachstumsbranche Luftverkehr



- Vergleich der Flugverkehrsleistungen innerhalb dreier Weltregionen in **Mrd. Pkm/a** (*kursiv: Pkm/a*Kopf*)

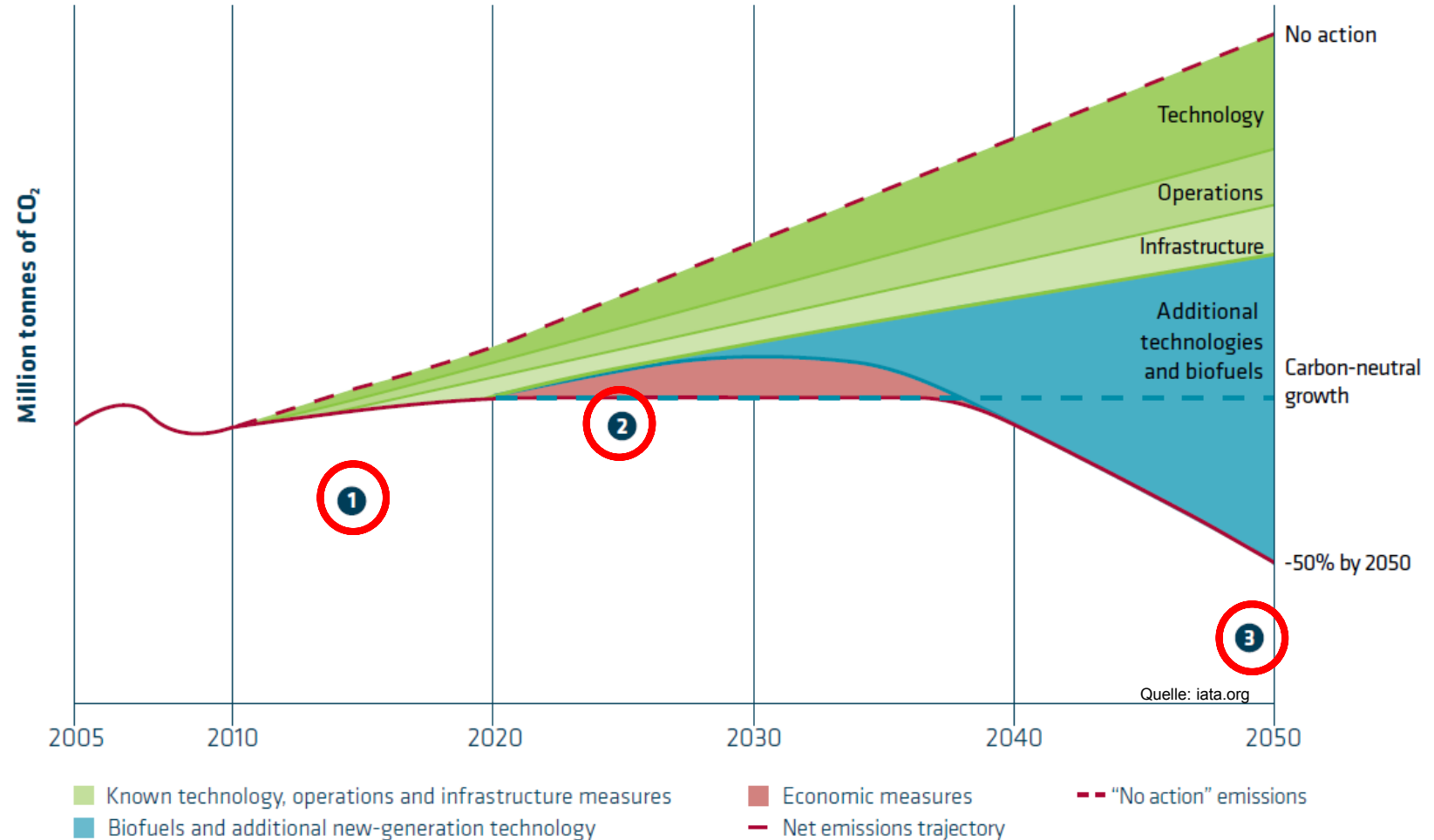
Quelle: Thess et al., DGLR-Mitgliedermagazin „Luft- und Raumfahrt“ Ausgabe 2/2016, S.20 ff.,

IATA Technology Roadmap

4. Edition, Juni 2013

Hauptziele:

- 1 • Verbesserung der Brennstoffeffizienz um 1,5 % p.a. bis 2020
- 2 • CO₂-neutrales Wachstum des Luftverkehrs ab 2020
- 3 • Reduktion der CO₂-Emissionen um 50 % bis 2050 ggü. 2005



Kraftstoffoptionen für einen nachhaltigen Flugverkehr

- Zertifiziert für 50 % Beimischung in Flugtreibstoffen (ASTM D756614c)^[1]

Rohstoffe	Synthesetechnologie	Kraftstoff
Kohle, Erdgas, Biomasse, CO ₂ & H ₂ (aus EE-Strom)	Fischer-Tropsch-Synthese von Synthesegas	Synthetisches paraffinisches Kerosin (SPK)
Pflanzliche Öle und Fette (z.B. aus Soja, Raps, Palmöl, ... Algen, Abfallspeiseöle, ...)	Hydrierung+Cracken+Isomerisierung (katalyt.) von Estern und Fettsäuren (HEFA)	HEFA (SPK)
Zucker oder Stärke aus Biomassepflanzen (Zuckerrohr, Zuckerrüben, Weizen, Mais)	APR+Hydrierung (katalyt.) / Fermentation: Direct Sugars to Hydrocarbons (DSHC)	Synthetische Iso-Paraffine / Farnesan
Bioethanol (-propanol, -butanol)	Dehydratisierung+Oligomerisierung+Hydrierung (Alcohol-to-Jet, AtJ)	AD-SPK

- Fischer-Tropsch-Kerosin aus Deutschland?

- **Breite** Rohstoffbasis: Synthesegas aus Stroh, Restholz, org. Abfälle, Industrieabgasen, ...
- Im Industriemaßstab verfügbare kommerzielle Technologie
- Luftverkehr mit rein synthetischem Kerosin möglich ^[2]

[1] ASTM International, „ASTM D7566 - 14C: Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons“, 2015

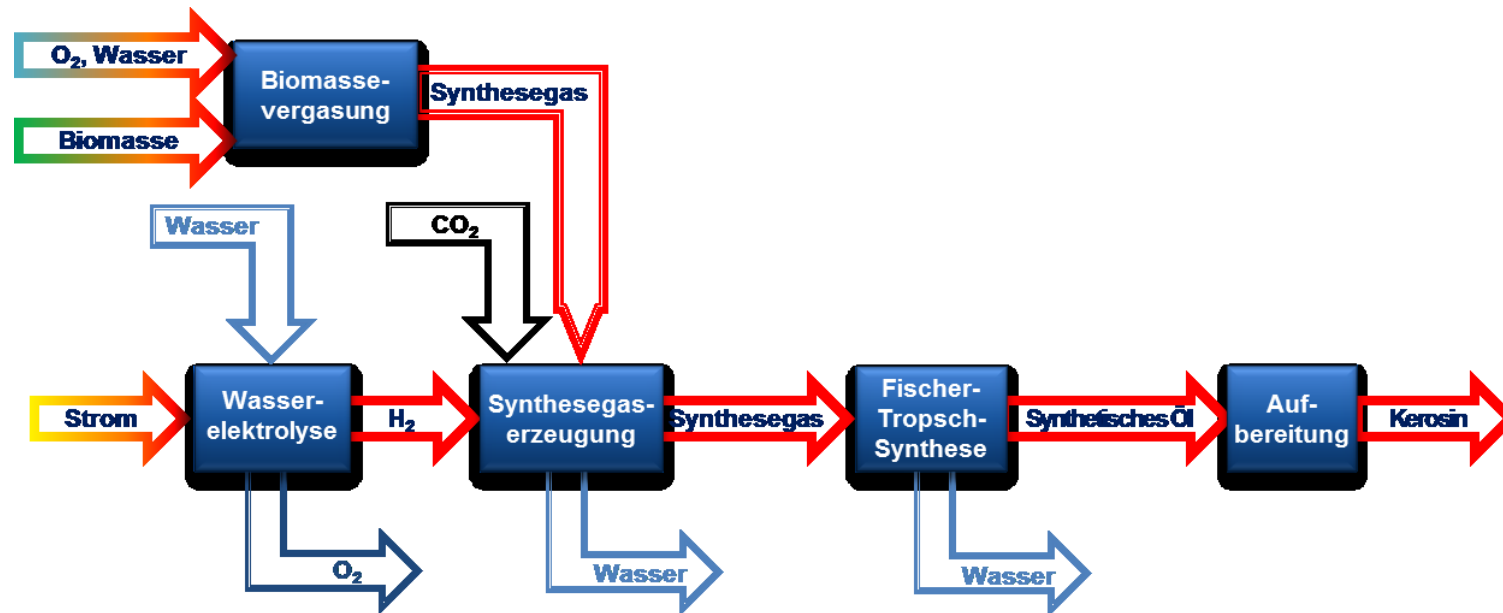
[2] UK Ministry of Defense, „DEF STAN 91-91: Turbine Fuel, Kerosene Type, Jet A-1“, UK Defense Standardization, 2011



Verfahrensoptionen für nachhaltiges FT-Kerosin

Rohstoffe:

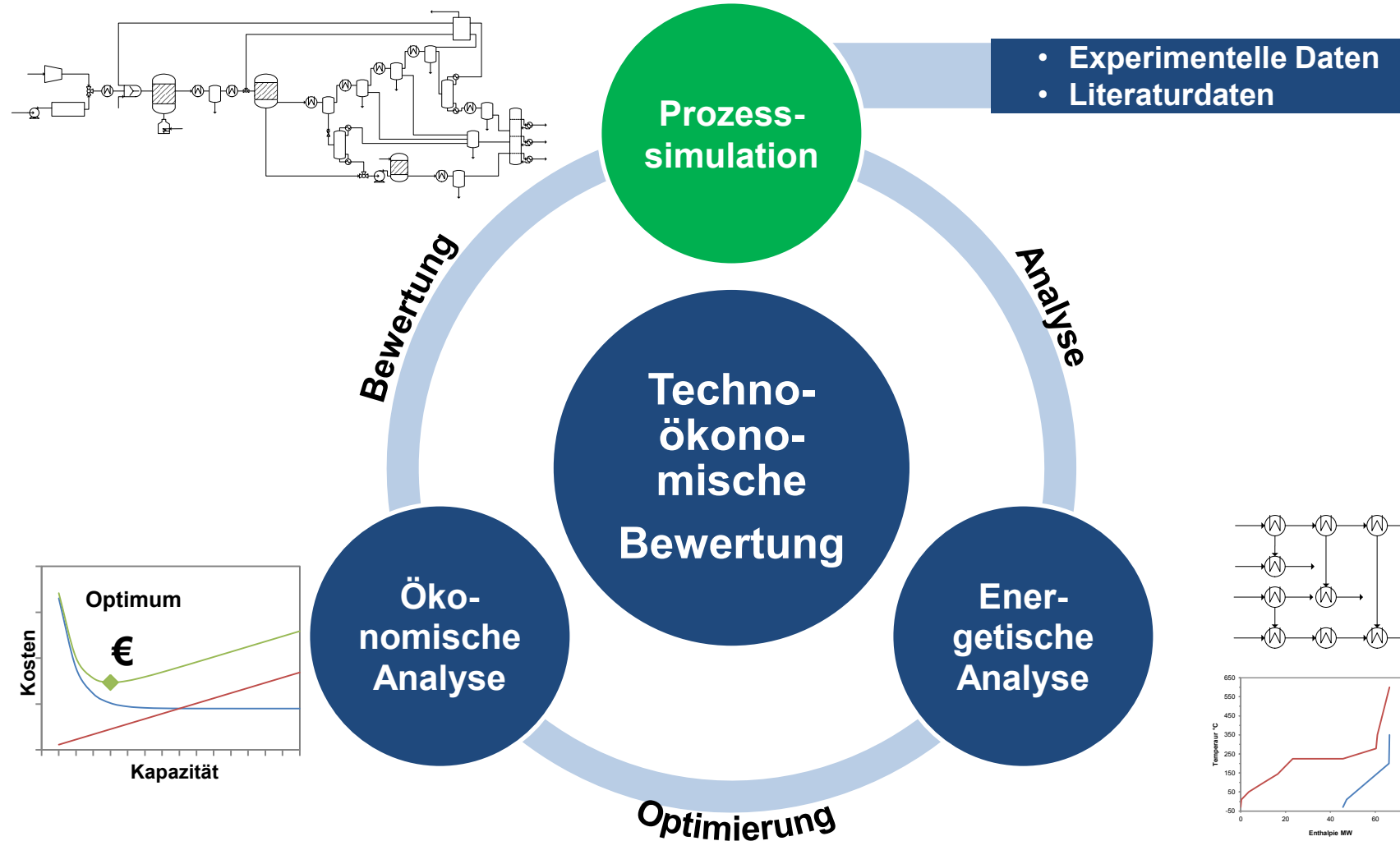
- CO₂-neutraler Strom: Wind, PV, Solarkraftwerke, (Nuklear?)
- „grünes“ CO₂: Biomasse bzw. Abscheidung aus Luft / „graues“ CO₂: Industrie
- Wasser



Synthese basierend auf bewährter fossiler Produktionstechnik:

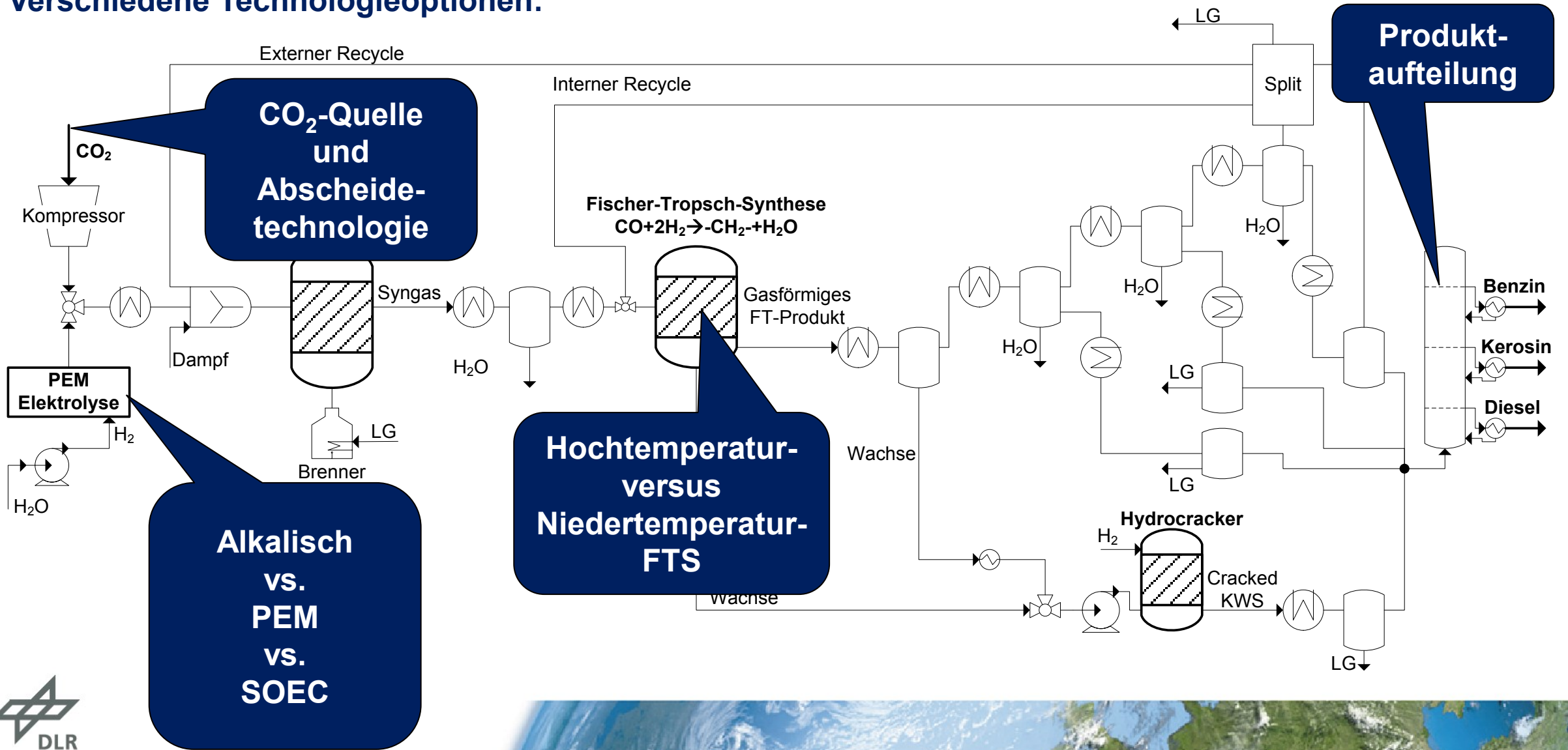
- Secunda CTL (Sasol): 160.000 bpd (ca. 7 Mio.t/a)
- Pearl GTL (Qatar Petroleum + Shell): 140.000 bpd (ca. 6 Mio.t/a) – seit 2011

Techno-ökonomische Prozessbewertung am DLR

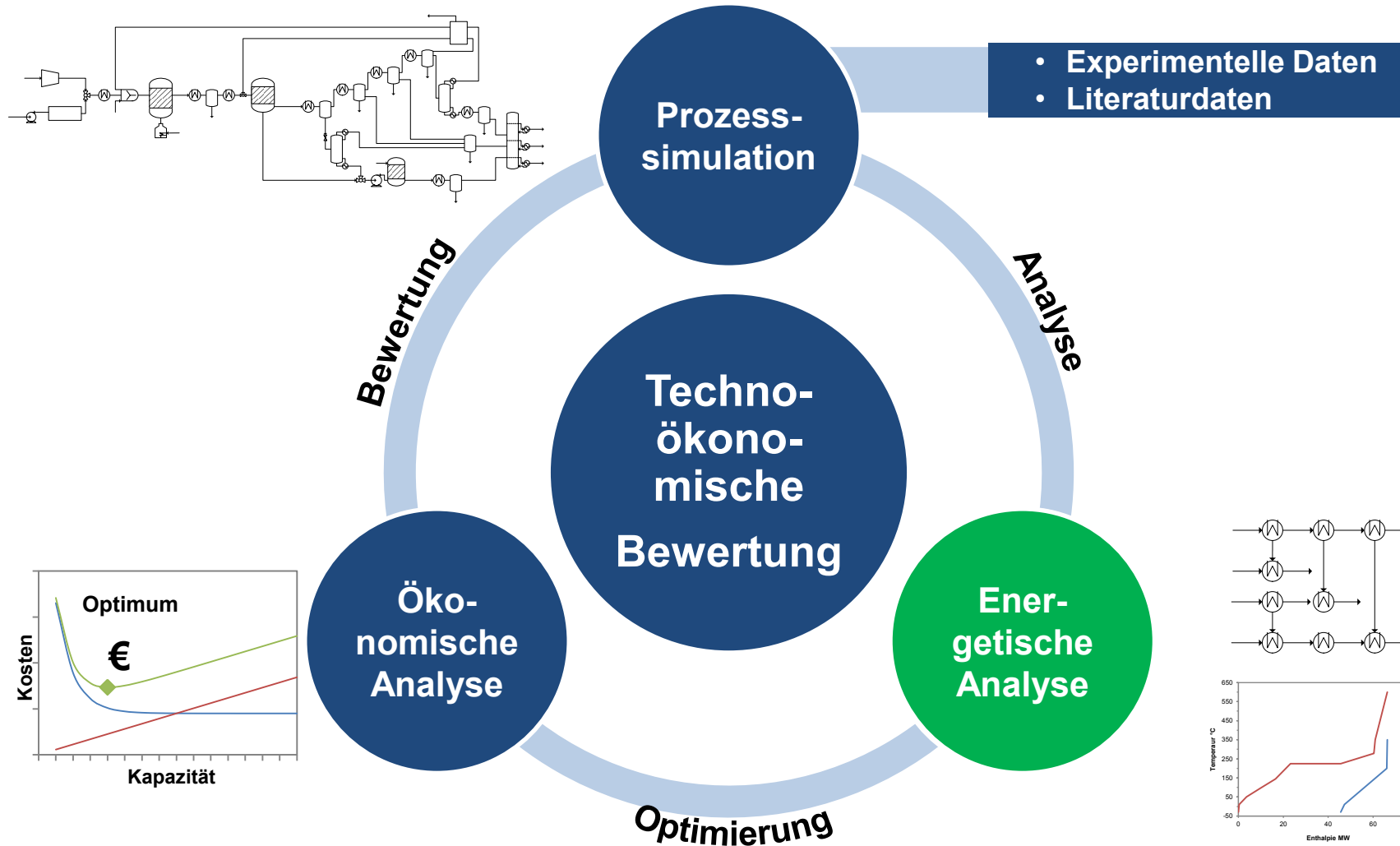


Prozesssimulation: Beispiel CO₂ + Wasserstoff zu Kerosin (PtL)

Verschiedene Technologieoptionen:



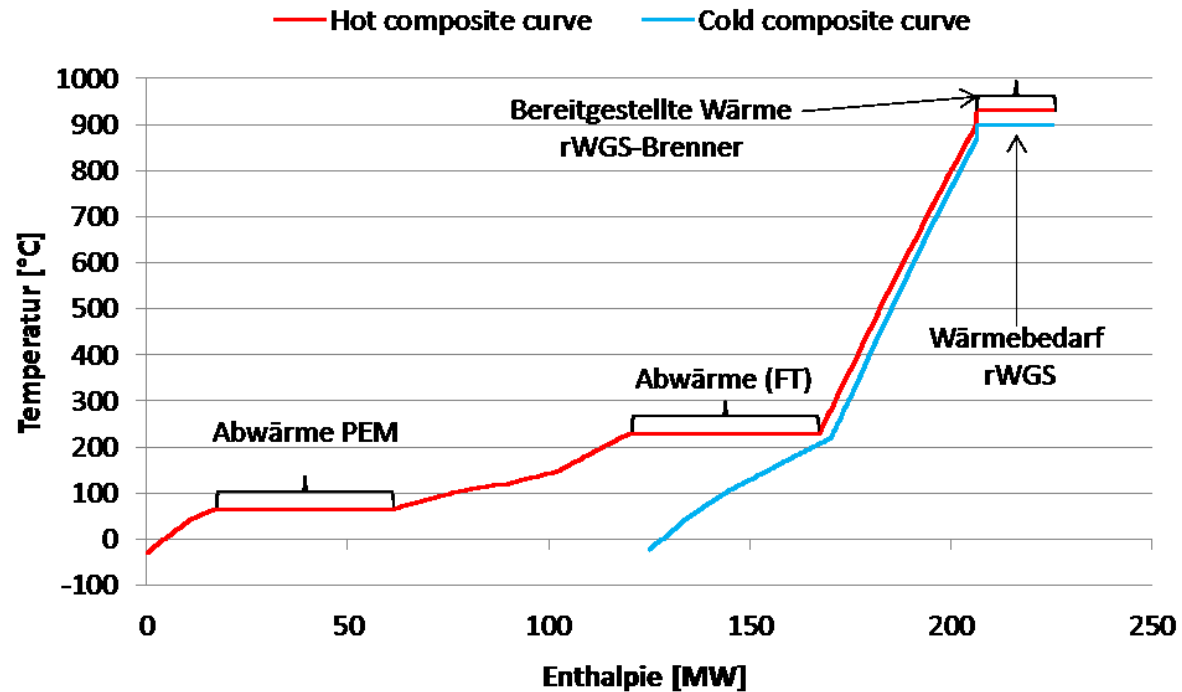
Techno-ökonomische Prozessbewertung am DLR



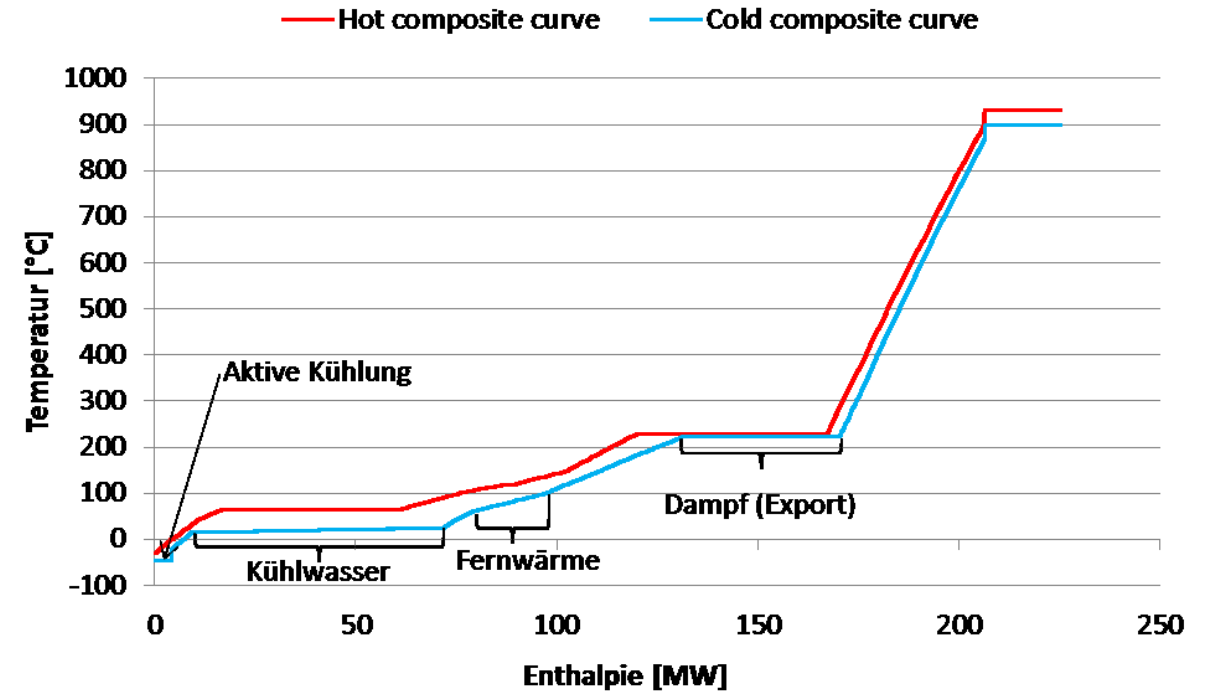
Energetische Analyse: Möglichkeiten der internen Prozesswärmenutzung

Composite Curves vor der Wärmeintegration:

Beispiel CO_2 + Wasserstoff zu Kerosin (PtL)

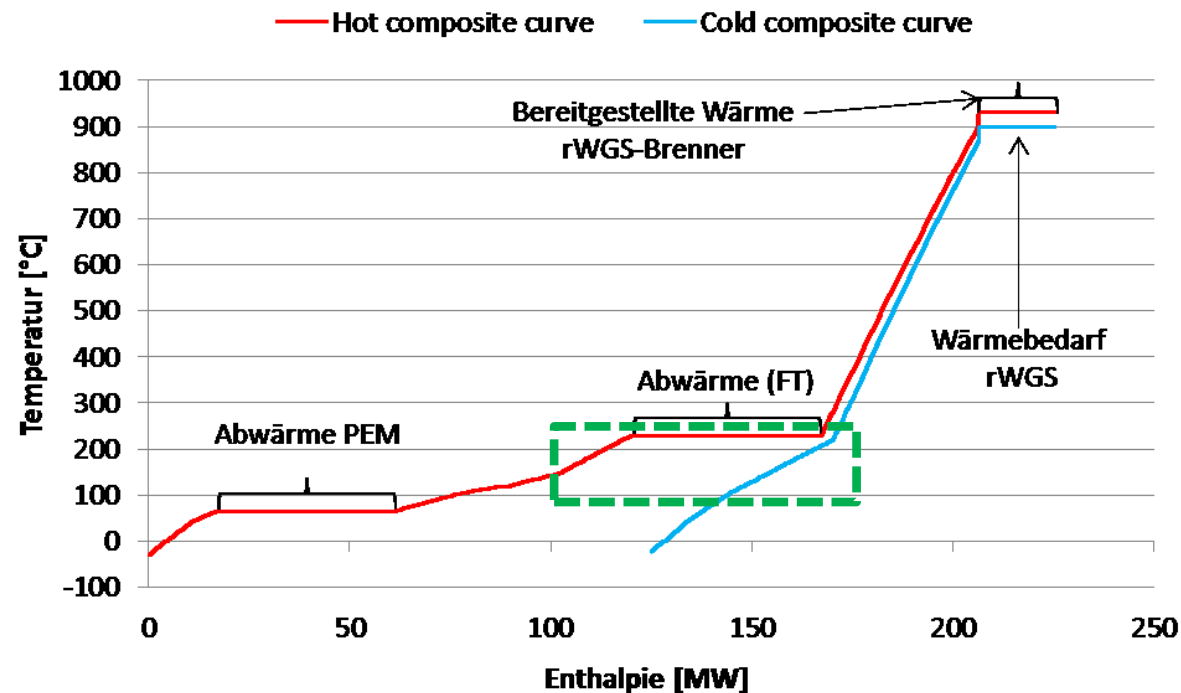


Balanced Composite Curves nach der Wärmeintegration:



Weitere Option: Nutzung der Überschusswärme für CO₂-Abtrennung

- CO₂-Abscheidung aus Industrieabgasen
 - Wärmebedarf abhängig von Abscheidetechnologie
 - Typischer Temperaturbereich < 200 °C
 - Ausreichend Wärme aus Fischer-Tropsch Synthese vorhanden

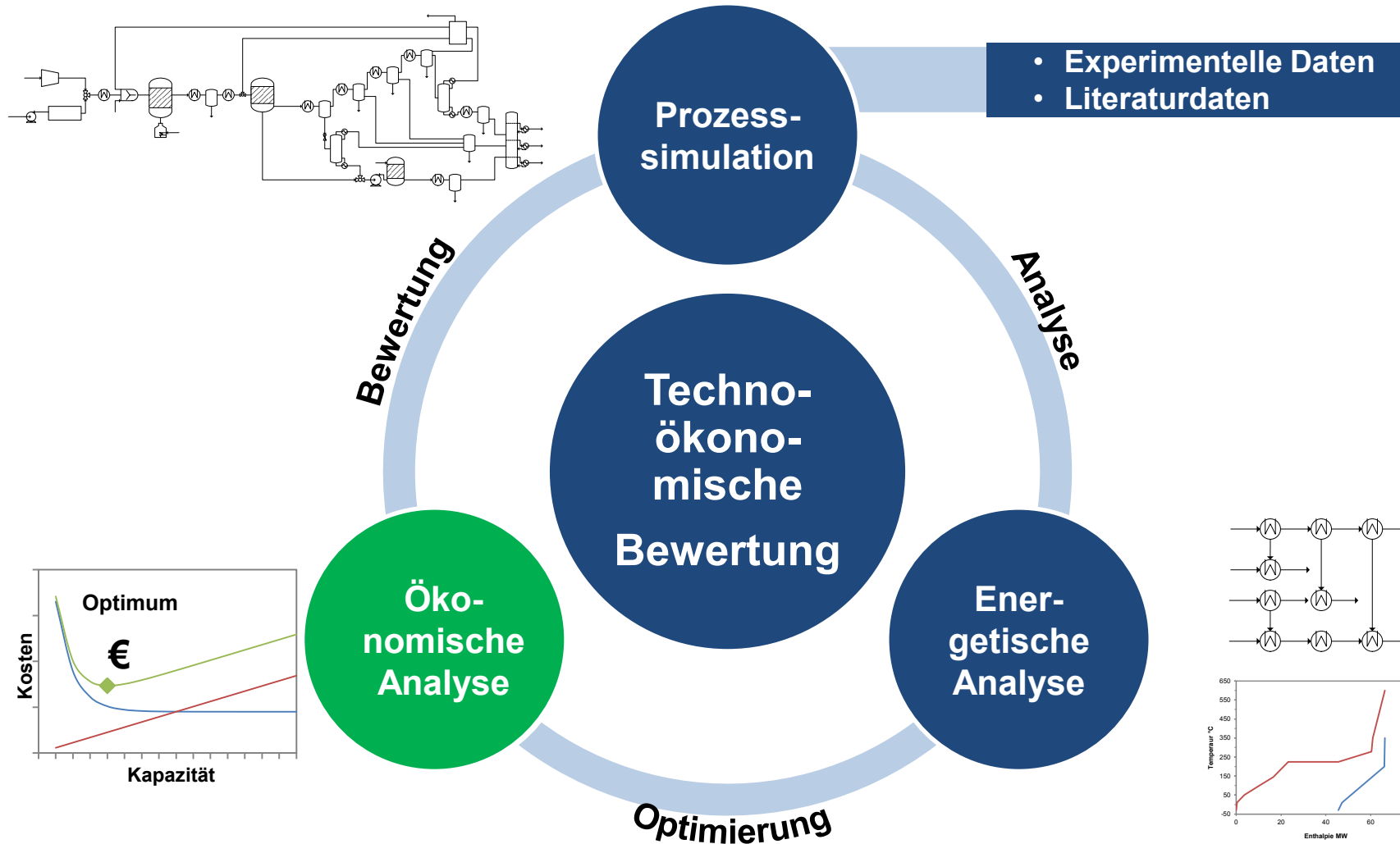


Bewertung innovativer Abscheidetechnologien

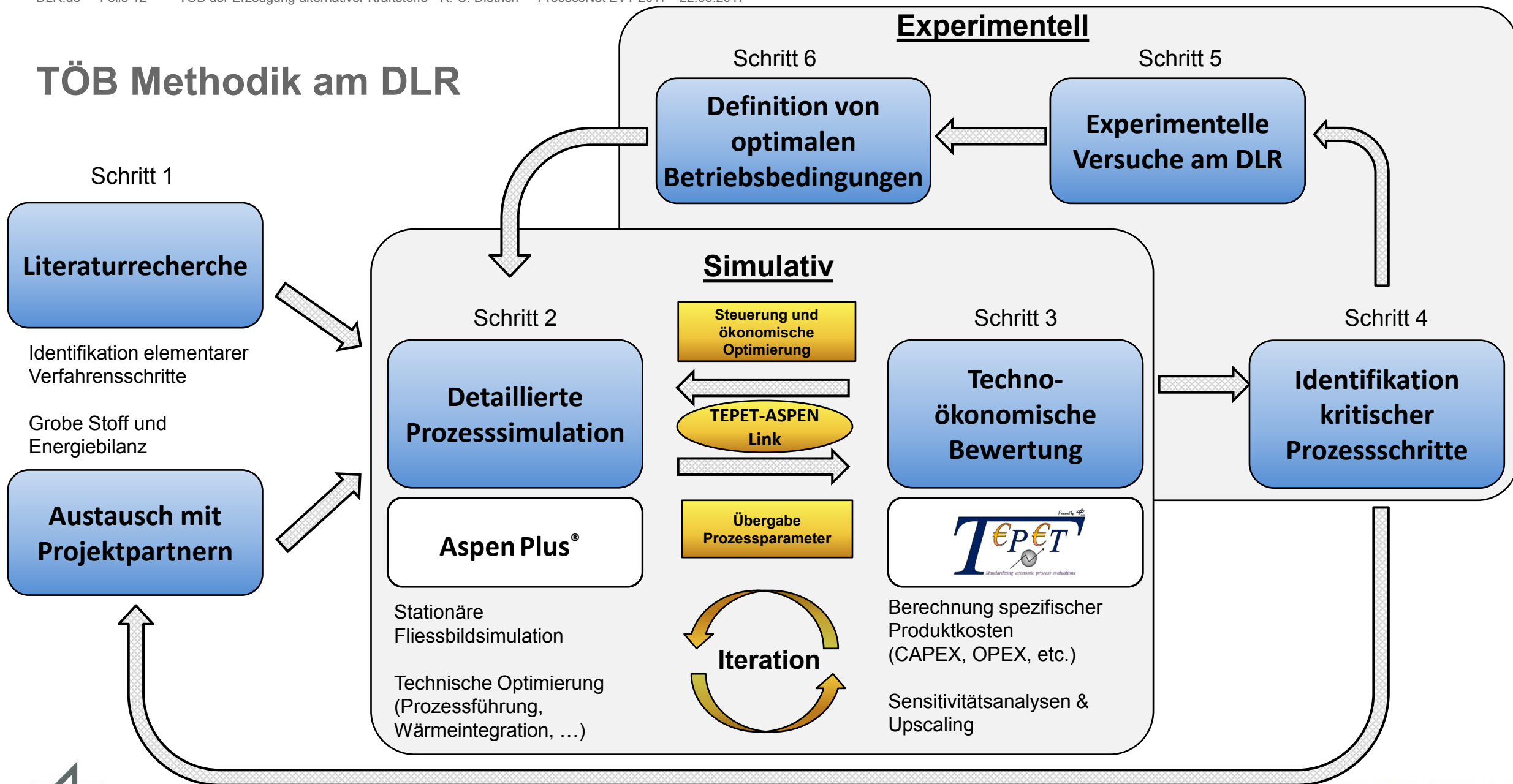
	MEA	aMDEA	aDEAE	K ₂ CO ₃	PCS
ΔH_{abs}	--	++	+	+++	+
Abs. rate	++	-	+	-	+
$\Delta\alpha$	0	-	+	+	++
Regenerability	--	+	+	0	+++
Degradation	---	++	++	+++	+
TRL	9	8	5	5	4

Quelle: Zhang et al., Techno-ökonomische Bewertung der Umwandlung von CO₂ in flüssige Kraftstoffe: Potenziale und Herausforderungen, ProcessNet-Jahrestagung 2016, Aachen

Techno-ökonomische Prozessbewertung am DLR



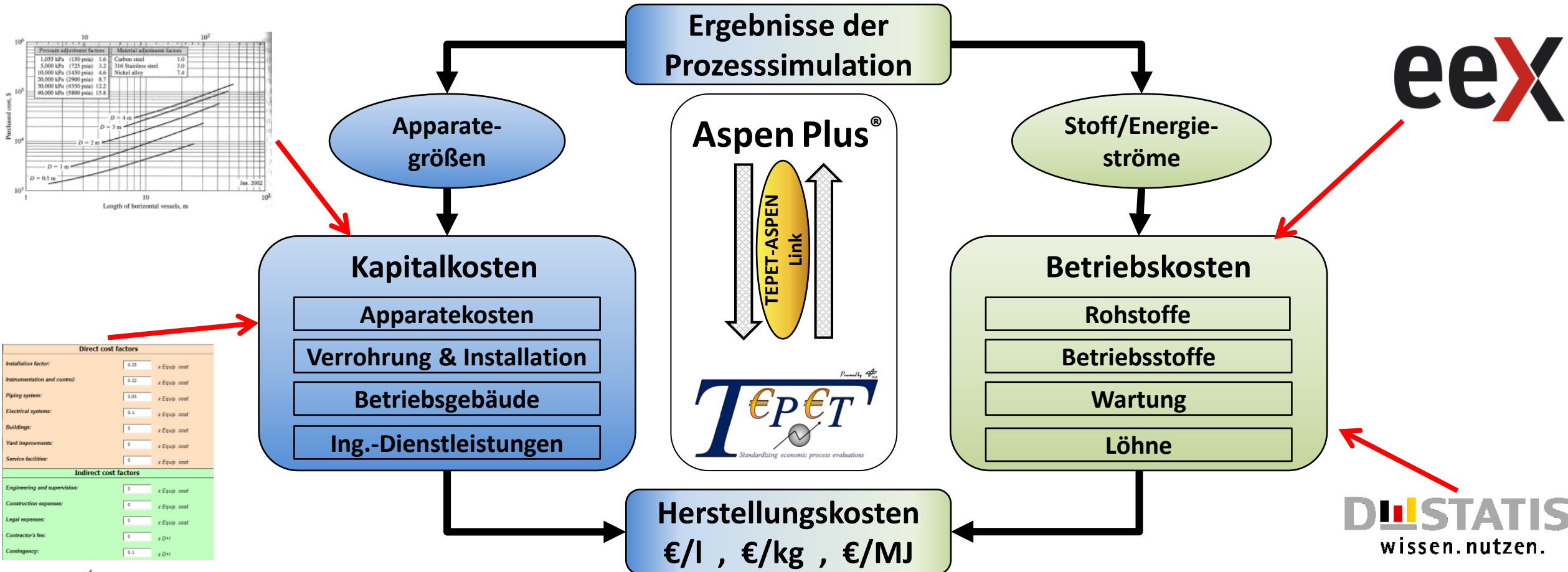
TÖB Methodik am DLR



Ökonomische Analyse: Standardisierte Methodik

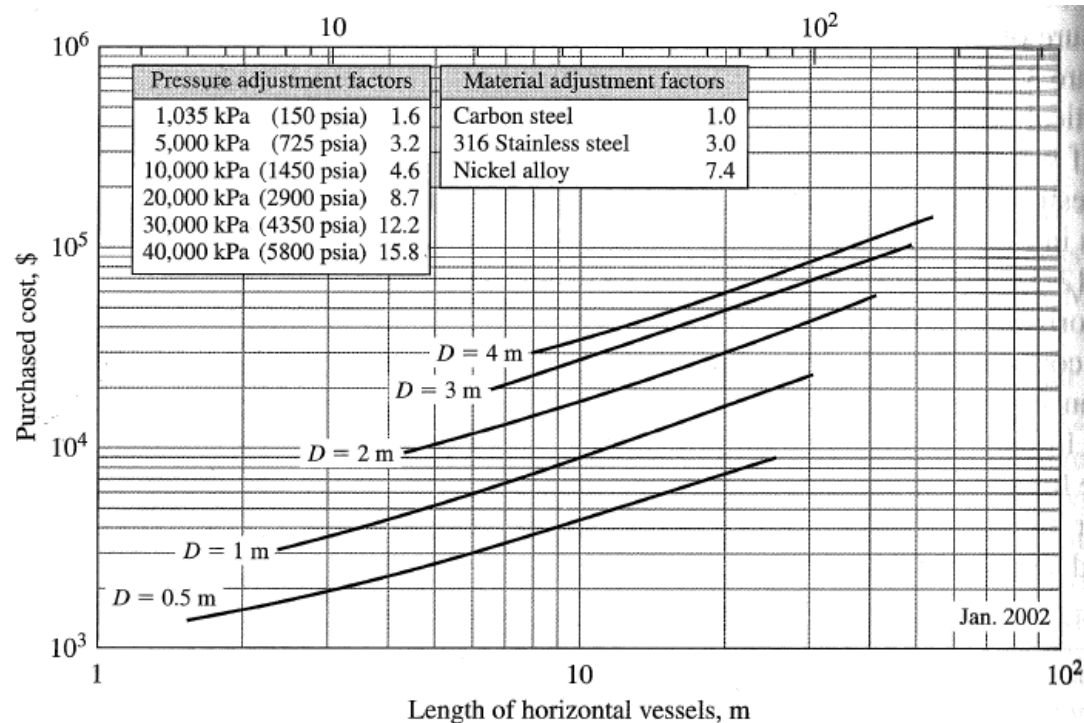
AACE Recommended Practice Class III + IV

- Genauigkeit der Kostenschätzung $\pm 30\%$



Datenbank für PtX Anlagenkosten

A: Kostendiagramme für Standardkomponenten



Quelle: Peters/Timmerhaus/West – Plant Design and Economics for Chemical Engineers

$$C_n = C_0 * \left(\frac{S}{S_0}\right)^{sf} * \left(\frac{CEPCI_{2015}}{CEPCI_0}\right) * F_{pre} * F_{mat}$$

B: Referenzliteratur / Partner (niedriges TRL)

unit name	C ₀ (MM\$)	S ₀	S _{max}	units	scale basis	sf
biomass H&D ^a	\$27.04	2000	N/A	TPD ^b	dry biomass	0.67
biomass gasifier	\$151.43	815	568	MW LHV	dry biomass	0.67
coal H&D ^a	\$79.41	2464	2616	TPD	dry coal	0.6
coal gasifier	\$132.46	2464	2722	TPD	dry coal	0.6
RWGS	\$3.05	2556	2600	TPD	output	0.65
COS hydrolysis	\$2.97	4975	7500	TPD	output	0.67
acid gas recovery	\$52.58	200000	700000	Nm ³ /h	output	0.63
Fischer-Tropsch	\$39.59	226669	228029	Nm ³ /h	feed	0.75
hydrocarbon rec.	\$0.73	152.32	2176	TPD	feed	0.7
wax hydrocracker	\$9.35	97.92	6256	TPD	feed	0.55
dist. hydrotreater	\$2.50	31.55	7072	TPD	feed	0.6
nap. hydrotreater	\$0.76	22.85	7072	TPD	feed	0.65
ker. hydrotreater	\$2.50	31.55	7071	TPD	feed	0.6
nap. reformer	\$5.21	36.99	8160	TPD	feed	0.6
C ₅ /C ₆ isomerizer	\$0.96	13.06	2720	TPD	feed	0.62
C ₄ isomerizer	\$10.72	560.06	N/A	TPD	feed	0.6
C ₃ /C ₄ /C ₅ alkylation	\$59.00	1102.83	N/A	TPD	feed	0.6
saturated gas plant	\$8.84	6118	N/A	TPD	output, gas, die	0.6
ATR	\$3.18	430639	9438667	Nm ³ /h	output	0.67
ASU	\$55.95	1839	2500	TPD	oxygen outlet	0.5
Claus plant	\$23.41	135	N/A	TPD	sulfur	0.67

Quelle: Richard C. Baliban, Josephine A. Elia, and Christodoulos A. Floudas – Toward Novel Hybrid Biomass, Coal, and Natural Gas Processes for Satisfying Current Transportation Fuel Demands - Ind. Eng. Chem. Res. 2010, 49, 7343-7370

Randbedingungen für die Ermittlung der Herstellungskosten

Anlagengröße: **107 kt/a** (1 % des deutschen Kerosinbedarfs)

Investitionskosten:

PEM-Elektrolyseur: **640 €/kW** ^[1] (installierte Leistung)

Flugstromvergaser: **103.650 €/kg_{Slurry}/h** ^[2] (Scale-factor 0.7)

Rohstoffpreise:

Strom: **105 €/MWh** ^[3] (Industrielle Großabnehmer)

Biomasse (35% Restfeuchte): **97.4 €/t** ^[4]

Allgemeine ökonomische Annahmen:

Referenzjahr: 2015 *Anlagenbetrieb:* 30 Jahre

Betriebsstunden: 8,260 h/Jahr *Kapitalzins:* 7 %

[1] G. Saur, Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study, Technical Report NREL, 2008

[2] P. Kerdoncuff, Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation, Dissertation, KIT, Karlsruhe, 2008

[3] Eurostat, Preise Elektrizität für Industrieabnehmer in Deutschland, 2014

[4] C.A.R.M.E.N. – Preisentwicklung bei Waldhackschnitzel (Energieholz-Index)



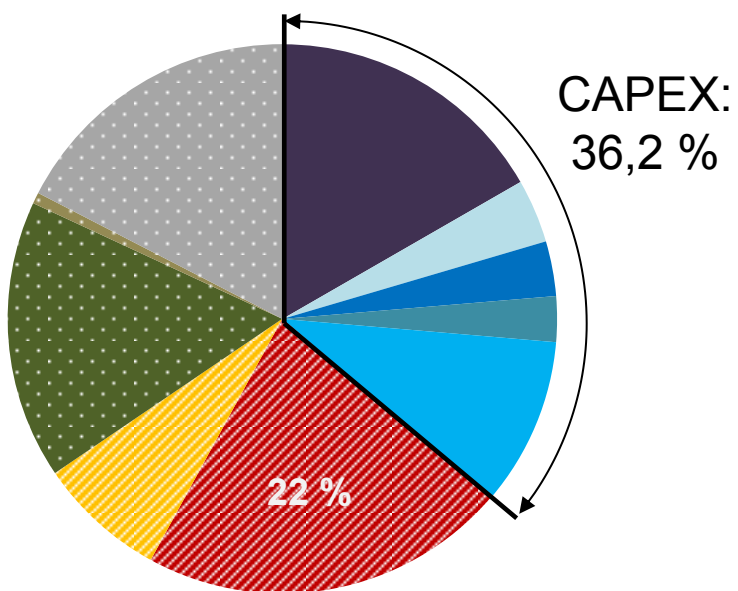
Ergebnis: Kostenvergleich PtL / BtL / PBtL

Anlagengröße: 107 kt/a (1 % des deutschen Kerosinbedarfs)



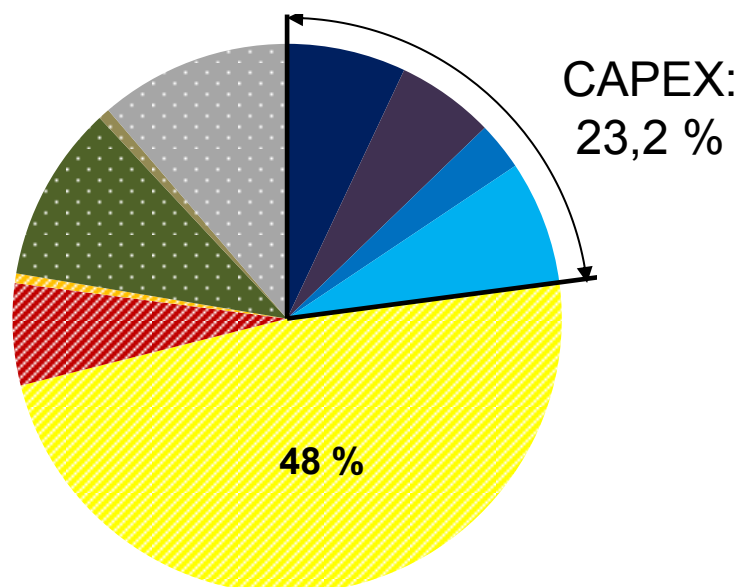
Biomass-to-Liquid (BtL)

Investment: ca. 1.384 Mio.€
Kraftstoffkosten: ca. **1,91 €/l**



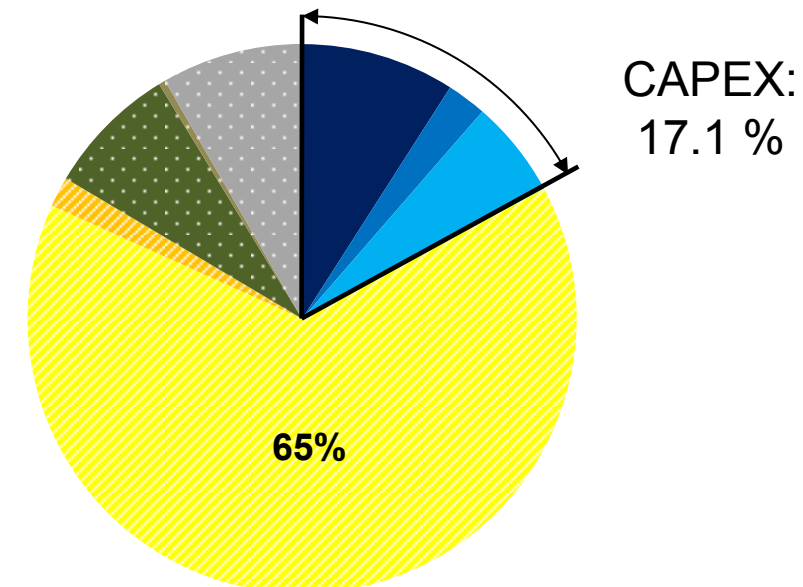
Power&Biomass-to-Liquid (PBtL)

Investment: ca. 1.001 Mio.€
Kraftstoffkosten: ca. **2,36 €/l**



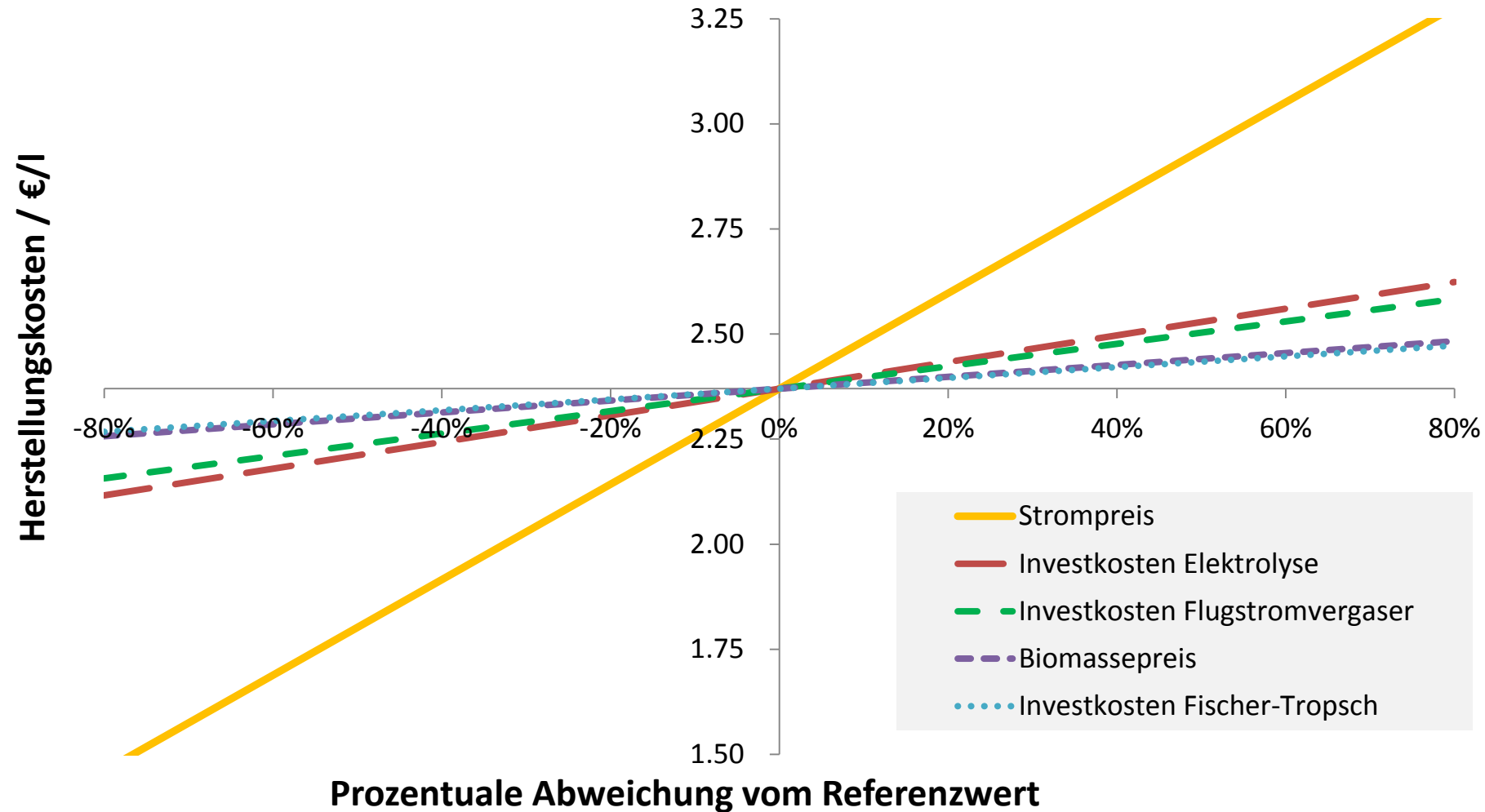
Power-to-Liquid (PtL)

Investment: ca. 906 Mio.€
Kraftstoffkosten: ca. **2,86 €/l**



Ergebnis: Sensitivitätsanalyse

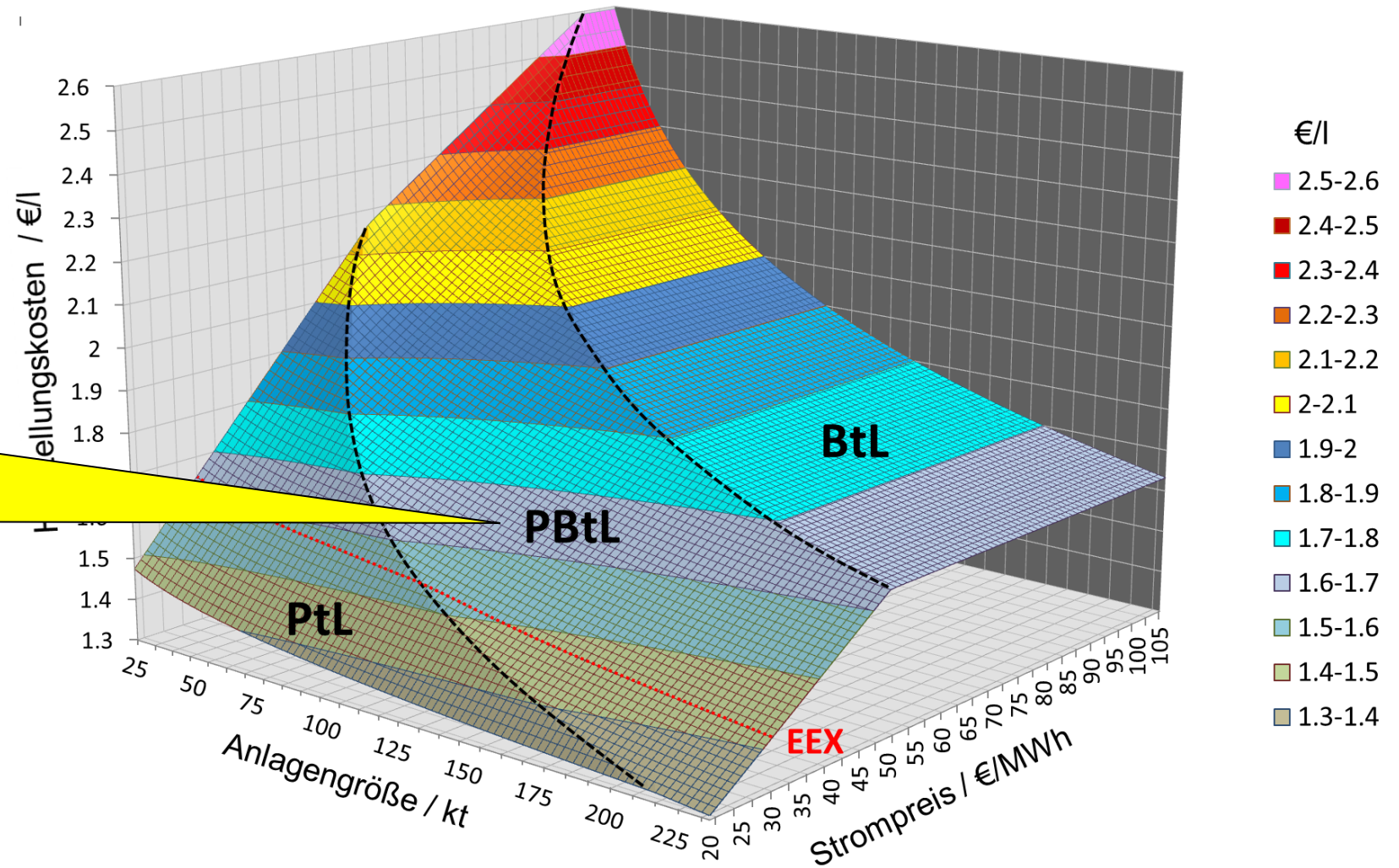
Beispiel: **PBTL – NPC = 2.37 €/l**



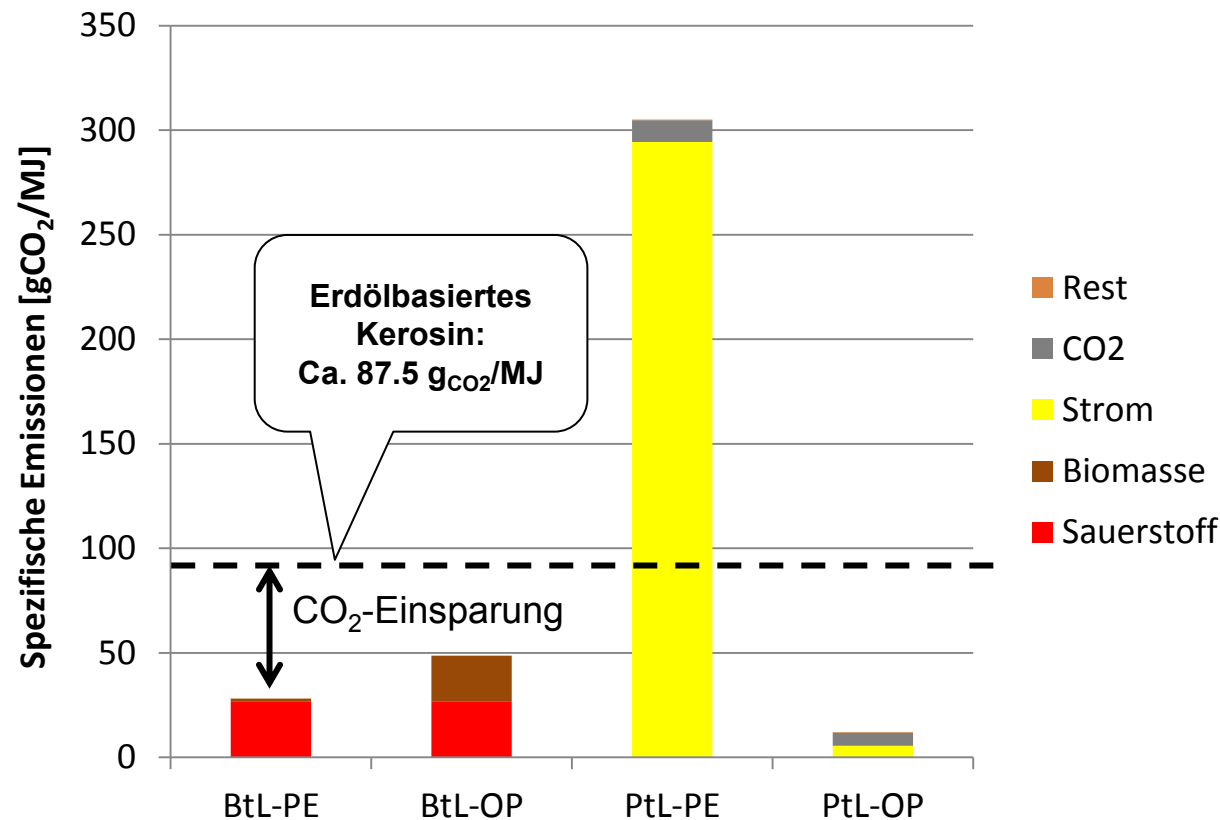
Ergebnis: Einfluss der Hauptannahmen auf Herstellungskosten

Herstellungskonzepte in
Abhängigkeit
von der Anlagengröße und
vom Strompreises

**“Optimales”
Herstellungskonzept
abhängig von den
standortspezifischen
Randbedingungen!**



Ergebnis: CO₂-Vermeidungskosten



Falldefinition:

BtL

Pessimistisch (BtL-PE):

Standort: **Sigmaringen**
 Einzugsgebiet: **5 km**
 Biomasse: **Restholz**
 Anlagengröße: **1,3 kt/a**
 Biomassepreis: **100 €/t**

Optimistisch (BtL-OP):

Standort: **Ravensburg**
 Einzugsgebiet: **160 km**
 Biomasse: **Stroh**
 Anlagengröße: **131 kt/a**
 Biomassepreis: **60 €/t**

PtL

Pessimistisch (PtL-PE):

Stromquelle: **Netzstrom**
 Anlagengröße: **1,3 kt/a**
 CO₂-Quelle: **Kraftwerk**
 Strompreis: **105 €/MWh**

Optimistisch (PtL-OP):

Stromquelle: **Windstrom**
 Anlagengröße: **131 kt/a**
 CO₂-Quelle: **Zementwerk**
 Strompreis: **30 €/MWh**

$$CO_2 - \text{Vermeidungskosten} \left[\frac{\text{€}}{t_{CO_2}} \right] = \frac{\text{Herstellungskosten}}{CO_2 - \text{Einsparung}}$$

	BtL-PE	BtL-OP	PtL-OP
€/ t _{CO₂}	2.680	755	375

Realisierbarkeit der nachhaltigen Erzeugung von 1 % des Kerosinbedarfs

107 kt/a Kerosin	BtL	PBtL	PtL
EE-Strom / TWh	- 0,45	1,59	2,59
Elektrolyse / MW	-	200	315
CO ₂ / kt	-	-	331
Biomasse / kt	803	212,9	-

Vergleichsgröße
Abgeregelt EEG-Strom: 4,0 TWh
Zubau Wind (2015): 74,6 MW _{eff}
< 1 % der Industrieabgase in DE
Holzpelletverbrauch DE: 2.000 kt/a

Erfordernisse für erneuerbares Kerosin aus Deutschland

- massiver Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung
- Technologieentwicklung für Elektrolyse, Fischer-Tropsch, etc.
- Investitionen in Produktion, Verarbeitung und Distribution



Zusammenfassung

- Standardisierte, automatisierte techno-ökonomische Bewertungsmethodik für alternative Kraftstoffe und Power-to-X erarbeitet
 - Im Detail nachvollziehbar und transparent
 - ACEE class III-IV: ± 30 % Prognosegenauigkeit
 - Jahresspezifisch (2015) mittels CEPCI-Index
 - Standortspezifisch entsprechend Rohstoffkosten, Logistik, etc.
- Anwendung auf Luftverkehr: BtL/PtL/PBtL-Technologien sind luftfahrttauglich
 - aber derzeit nicht wirtschaftlich, Potenzial rein landwirtschaftlich basierter Kraftstoffe begrenzt
- Wesentliche Kostensenkungspotenziale für synthetische Flugtreibstoffe aus Ökostrom
 1. Strompreis, 2. Elektrolyseeffizienz und -kosten, 3. Technologieverbesserung

Ziel: Übertragung auf Transport und Chemie



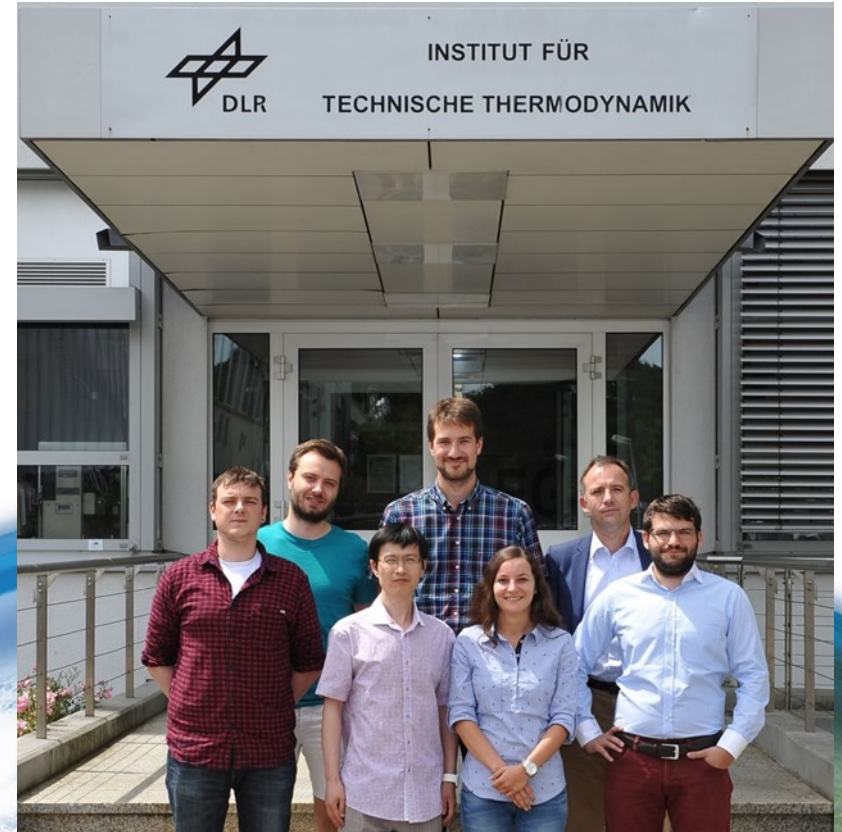
Jahrestreffen 2017 der ProcessNet-Fachgruppe Energieverfahrenstechnik

PROCESSNET
EINE INITIATIVE VON DECHEMA UND VDI-BVC

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Dr. Ralph-Uwe Dietrich
Fachgebiet Alternative Brennstoffe
Institut für Technische Thermodynamik

ralph-uwe.dietrich@dlr.de
Tel.: 0711 / 6862-8215



Wissen für Morgen